

# ОПЫТ ЭКСПЛУАТАЦИИ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН ПО ТЕХНОЛОГИИ SAGD НА ПРИМЕРЕ ОПУ-5 ЯРЕГСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ



**СЕРГЕЙ РЯБОВ**

Начальник отдела добычи нефти НШУ «Яреганефть»,  
ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»

**Я**регское месторождение расположено в южной части Тимано-Печорской провинции. Его промышленная эксплуатация началась в 1939 году шахтным способом, с 1972 года — термощахтным. Средняя глубина залегания продуктивного пласта 200–220 метров. Основной особенностью нефти является высокая вязкость (порядка 12000 мПа/с), низкое пластовое давление и низкое газосодержание. Наиболее применимым методом увеличения нефтеотдачи пласта является закачка пара. Площадь участка, о котором я буду рассказывать, составляет 375 тыс. м<sup>2</sup>, нефтенасыщенная толщина порядка 25 метров.

В 2007 году разработана технологическая схема разработки по технологии SAGD, в 2013 выдано дополнение по разбуриванию, в 2014 году начата пробная эксплуатация. На слайде показан фактический встречный профиль скважин (см. «Профильный разрез...»).

Зоны пласта с максимальным поглощением оснащены глухими хвостовиками, данный профиль характеризуется экстремальным темпом набора кривизны. То есть забуривание шло именно с вертикали и переход в горизонталь, и все это на глубине 200 метров.

Основным параметром для контроля разработки месторождения является хлоридный мониторинг, мониторинг температур. Также содержание хлоридов является промышленным индикатором роста паровой камеры. Собственно, представлена именно паровая камера, где сверху показана нагнетательная скважина, а внизу добывающая. По такой схеме как раз и происходит парогравитационный

дренаж (см. «Контроль проведения ОПР...»).

В конструкцию добывающих скважин включен щелевой фильтр диаметром 140 мм, длина щели 40 мм, ширина 0,35 мм.

Также добывающие скважины у нас оснащены оптоволоконной системой, по нагнетательной скважине мы также имеем щелевой фильтр с длиной щели 400 мм и шириной щели 406. Общая протяженность ствола скважины 1300 метров, в горизонтальной части порядка 1000.

В ходе проведения ОПР при оптимизации глубинно-насосного оборудования в план работ обязательно включается. Вынос механических примесей в процессе эксплуатации не превышает 300 мг/л.

Контроль за работой электропогружных установок осуществляется при помощи системы промышленной телемеханики посредством выгрузки суточных отчетов

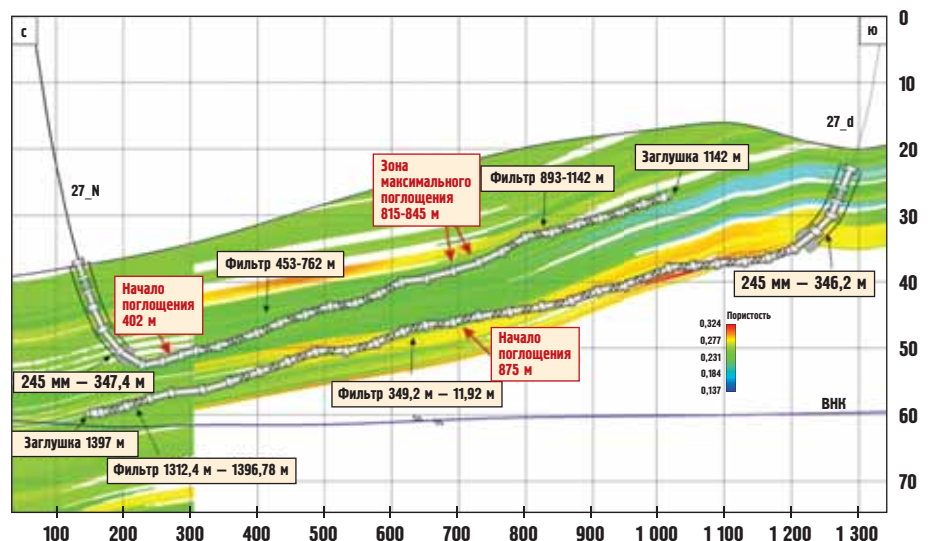
с основными параметрами. Также мы производим обычный съем БСВП со станции управления и проводим анализ.

Критерии работы установок в данных условиях следующие. Характеризуется низким давлением на приеме, в среднем от 3 атм до 6 атм, высокой фоновой температурой, температура на входе порядка 125 градусов, температура двигателя 145 градусов.

Оборудование, которое мы используем, сверху, это американская фонтанная арматура «Гэлакиси». Сейчас мы перешли на отечественный аналог ООО «Кубаньнефтемаш».

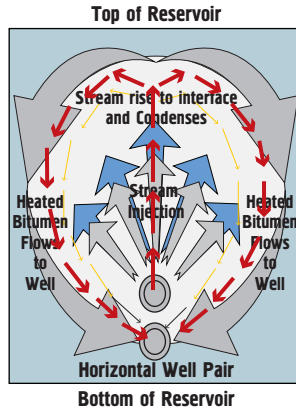
Электропогружное оборудование представлено полнокомплектными установками «Новомет». При комплектации мы закладываем 25% запас по мощности, который необходим при длительных ремонтах и осложненных выводах скважины на режим. Также ис-

**ПРОФИЛЬНЫЙ РАЗРЕЗ ПО СКВАЖИНАМ УЧАСТКА ОПУ-5**





## КОНТРОЛЬ ПРОВЕДЕНИЯ ОПР НА УЧАСТКЕ ОПУ-5

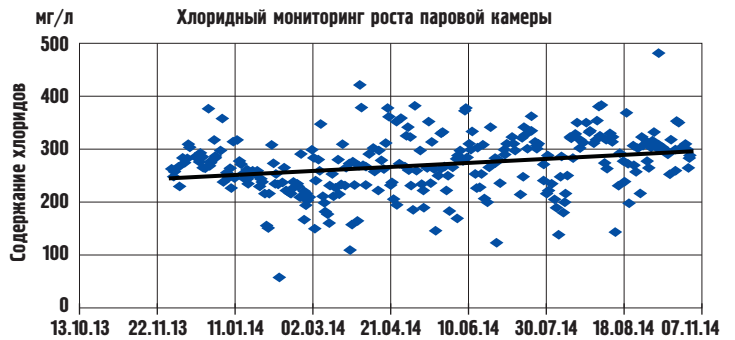
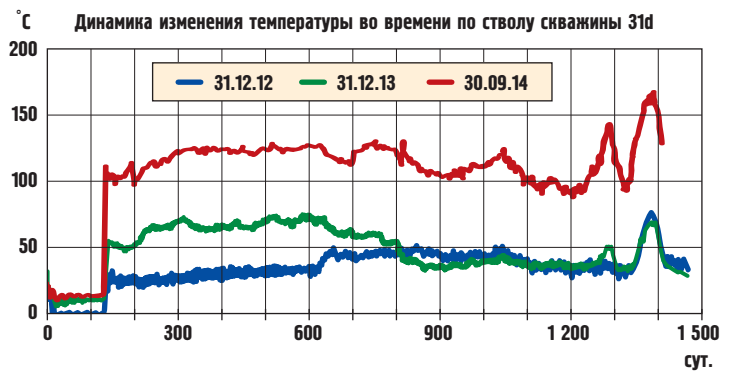


Основные параметры для контроля развития паровой камеры участка ОПУ-5:

- хлоридный мониторинг;
- мониторинг температур пласта.

С увеличением длины пути, совершаемой паром/конденсированным паром, увеличивается содержание хлоридов в добываемой продукции.

Содержание хлоридов является промышленным индикатором роста паровой камеры в процессе SAGD.



пользуем станцию управления частотным приводом «Эталон».

Концепция работ на повышение наработки на отказ — это применение высокоресурсного оборудования, обязательное проведение ОПР, повышаем квалификацию технологических служб, оснащаем мех. фонд скважин промышленной телемеханикой. 📷

